

RINGKASAN

Indonesia memiliki potensi *coalbed methane* yang cukup besar. Potensi yang dimiliki sebesar 453,3 TCF yang tersebar di 11 cekungan, Salah satunya adalah di daerah Kalimantan Timur. *Seam X* Lapangan Y merupakan lapangan *coalbed methane* mulai berproduksi pada tanggal 17 Oktober 2011 dengan 1 sumur yang masih melakukan *dewatering* hingga saat ini. Cadangan gas mula-mula *seam X* Lapangan Y adalah 172 Bcf.

Dalam tugas akhir ini akan membahas studi simulasi reservoir CBM *seam X* Lapangan Y dengan simulator CMG. Masalah yang dihadapi dalam studi simulasi ini adalah terbatasnya data, walaupun demikian studi ini tetap dilakukan untuk memberikan gambaran mengenai besarnya cadangan serta produksi gas metan pada *seam X* Lapangan Y. Studi diawali dengan persiapan data mulai dari data batuan, data fluida, data produksi serta model geologi. Model Geologi didapat dari model yang ada dalam *Petrel*. Dalam model ini porositas dan permeabilitas adalah homogen karena keterbatasan data yang ada. Untuk data fluida terdapat data analisa *adsorption isotherm* yaitu *Langmuir volume* sebesar $15.7 \text{ cm}^3/\text{g}$ dan *Langmuir pressure* sebesar 2434 kPa. Data kandungan gas (*Gas Content*) dalam lapisan batubara untuk *seam X* sebesar $7.5 \text{ cm}^3/\text{g}$. Tekanan reservoir sebesar 750 psi.

Pada tahap Inisialisasi, Gas in-place actual lapangan sebesar 172 Bcf sedangkan Gas in-place hasil simulasi sebesar 172.71 Bcf, ini memiliki perbedaan sebesar 0,41 %. Tekanan reservoir aktual lapangan sebesar 750 psi sedangkan tekanan reservoir hasil simulasi sebesar 750.7 psi, ini memiliki perbedaan sebesar 0,081 %. Langkah inisialisasi dilakukan dengan merubah nilai *net to gross* sebesar 0,2. Sedangkan pada proses *history matching* dilakukan dengan melakukan perubahan nilai permeabilitas *relative* air maupun gas.

Tahap prediksi terdapat 3 skenario hingga tahun 2041 yaitu: Skenario I (*Spacing* antar sumur 80 acre), Skenario II (*Spacing* antar sumur 160 acre) dan skenario III (*Spacing* antar sumur 320 acre). Seluruh penambahan sumur produksi dilakukan dengan melakukan kontrol terhadap rate gas sebesar 200 mscf/day. Hasil kumulatif produksi gas untuk skenario I sebesar 80.3 Bcf, RF 46,7%, lama *plateau* 11 tahun dengan rate 11 mmscf/day. Skenario II sebesar 62 Bcf, RF 35,5%, lama *plateau* 13 tahun dengan rate 6.2 mmscf/day. Skenario III sebesar 33 Bcf, RF 19,2%, lama *plateau* 18 tahun dengan rate 18 mmscf/day. Pemilihan skenario sebaiknya disesuaikan dengan kebutuhan atau besarnya gas yang akan dijual dan juga gas rate yang akan digunakan.